

Regione: Sicilia
Provincia: Palermo
Comune: Piana degli Albanesi - Monreale
Località: Contrade "Costa Mammana - Mandrazza"

IMPIANTO AGRIVOLTAICO "PIANA DEGLI ALBANESI" DELLA POTENZA DI 75 MW IN IMMISSIONE PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo: AGRFV-PA-REL006A0

Relazione di Producibilità Impianto

Allegato:

D.1

Progettazione:



Ing. Maurizio Moscoloni

Visti / Firme / Timbri:

Note:

21.12.2023	0	PRIMA EMISSIONE	Ing. Maurizio Moscoloni	PIROIDE srl	PIROIDE srl
Data	Rev.	Descrizione revisioni	Elaborato da:	Controllato da:	Approvato da:
REVISIONI					



PIROIDE srl

PIROIDE srl
Via Monte Napoleone, 8
20121 MILANO MI
flegonesrl@pec.it

formato: UNI A4

SOMMARIO

1. PREMESSA.....	2
2. IL SITO DI IMPIANTO.....	2
3. CALCOLO DELLA PRODUZIONE.....	5
3.1 Regime di “insolazione” del sito.....	5
3.2 Software utilizzato e principi di calcolo.....	7
3.3 Radiazione solare media annua in sito.....	8
3.4 calcolo della producibilità’.....	10
3.5 Perdite del sistema.....	11
3.5.1 Perdite per ombreggiamento.....	11
3.5.2 Perdite per basso irraggiamento.....	11
3.5.3 Perdite per temperatura.....	12
3.5.4 Perdite per qualità del modulo fotovoltaico.....	12
3.5.5 Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico.....	12
3.5.6 Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici.....	12
3.5.7 Perdite ohmiche di cablaggio.....	12
3.5.8 Perdite inverter in funzione.....	13
3.5.9 Diagramma riepilogativo delle perdite.....	13
3.6 Conclusione.....	14

1. Premessa

La società Piroide s.r.l., in ottemperanza a quanto previsto dell'art. 27-bis del D.Lgs. 152 del 2006, intende attivare la procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale Nazionale e l'Autorizzazione Unica Regionale per la realizzazione e l'esercizio di un impianto Agrovoltaiico della potenza nominale quantificabile in 85,1 MWp, e potenza di immissione di 75 MW, la cui ubicazione ricade nel Comune di Piana degli Albanesi nella provincia di Palermo, nelle località Contrade "Costa Mammana e Mandrazza".

L'impianto sarà costituito da 2 campi fotovoltaici, ubicate su due aree denominate "A" e "B". All'interno dei vari campi verranno installate delle Power Station verso cui confluiranno le linee in CA provenienti dalle string box (quadri di stringa). All'interno delle stesse verranno installati i trasformatori BT/AT con potenza nominale pari a 4.000 kVA, 2000 kVA e 1000 kVA, in funzione delle caratteristiche del generatore.

Le linee provenienti dalle Power station installate nei 2 campi confluiranno verso la cabina generale del parco fotovoltaico posizionata a sud al margine del confine stradale.

Tale cabina verrà collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Partinico - Partanna", di cui al Piano di Sviluppo Terna, sulla linea RTN a 220 kV "Partinico - Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna, attraverso un elettrodotto interrato AT a 36.000 kV della lunghezza di circa 5,3 Km.

La connessione verrà realizzata secondo la STMG comunicata da Terna S.p.A. con il preventivo cod pratica **202102020**, del 07/12/2021.

La presente relazione riguarda il calcolo di producibilità del Parco del Parco Agrovoltaiico

2. Il Sito di Impianto

L'area di sedime su cui sorgerà l'impianto ricade all'interno del territorio comunali di Piana degli Albanesi, in provincia di Palermo, a circa 5,2 Km in direzione Sud-Est da Ficuzza, a circa 7,5 Km in direzione Nord-Est dal Centro abitato di Marineo, a circa 10 Km in direzione Nord dal centro abitato di Piana degli Albanesi ed a 15 Km in direzione Ovest dal centro abitato di San Cipirrello, in una zona occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali. Le opere di connessione tra le quali la SSE da 220 kV/30 kV ricadono tutti in territorio di Piana degli Albanesi (PA), per quanto riguarda l'impianto vero e proprio, mentre le opere di rete ricadono nel territorio di Monreale (Pa).

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, e rurale che si collega con la viabilità statale costituita dalla SS 118 e dalla viabilità provinciale costituita dalla SP5 e dalla SP104.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nei Fogli nn° 21, 23 e 26, del Comune di Piana degli Albanesi; mentre le opere di connessione sono ricomprese nei fogli 23,26 del Comune di Piana degli Albanesi e nei fogli 128, 129, 152 del Comune di Monreale. Le particelle interessate risultano le seguenti:

A) Comune di Piana degli Albanesi (PA):

- Foglio n° 21, Particelle nn° 12, 36, 37, 46, 47, 59, 70, 96, 115, 116, 117, 168, 192, 196, 197, 198, 203, 218, 219, 220, 223, 258, 263, 266, 267, 268, 280, 281, 282, 283, 304, 337, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 415, 416, 443, 447, 448, 457, 505, 507, 527;
- Foglio n° 23, Particella n° 6, 20, 34, 35, 36, 38, 120, 146, 150, 177;
- Foglio n° 26 Particelle nn° 3, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 14, 16, 18, 21, 22, 24, 26, 27, 28, 29, 31, 39, 60, 65, 67, 68, 69, 71, 72, 73, 82, 83; 34, 42, 51, 54;

B) Comune di Monreale (PA):

- Foglio n° 128 Particelle nn° 335, 342 ;
- Foglio n° 129 Particelle nn° 76, 88, 93, 98, 101, 104, 110, 113, 124, 133, 134, 140, 187;
- Foglio n° 152 Particelle nn° 3, 4, 223;



Figura 1 Localizzazione su immagine satellitare

I lotti di terreno contrattualizzati hanno un'estensione di 249,97 Ha:

Le aree occupate dai campi fotovoltaici sono rispettivamente:

- ✓ Area A Ha 52,14
- ✓ Area B Ha 64,13

Si chiarisce che, all'interno delle 2 aree, individuate territorialmente con le lettere A e B, si è previsto di installare 25 sub campi fotovoltaici che compongono l'intero parco.

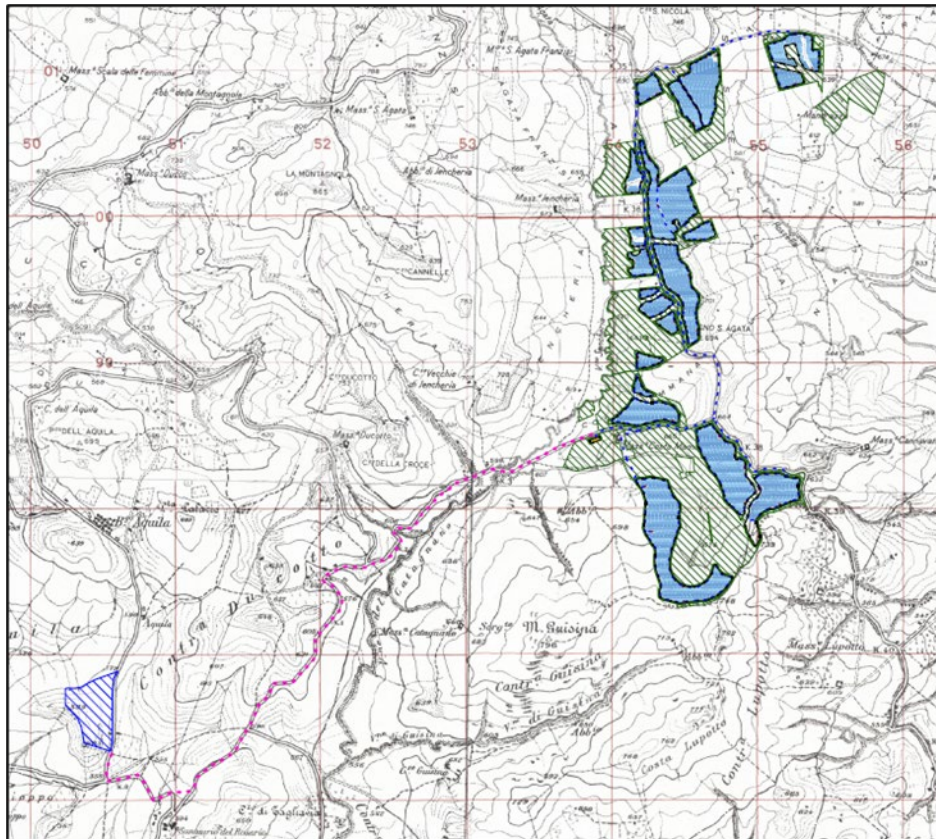


Figura 2 : Inquadramento impianto su base IGM 1:25.000

Dal punto di vista cartografico, le opere in progetto ricadono all'interno delle seguenti cartografie:

- Foglio I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche “258 I-NE (MARINEO) e 258 I-SE (GODRANO)”.
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, foglio nn° 608050 e 607080.

Di seguito si riportano le coordinate assolute nel sistema UTM 33 WGS84 dell'impianto fotovoltaico e della sottostazione elettrica:

SISTEMA UTM 33 WGS84 – COORDINATE ASSOLUTE			
Posizione	N	E	H
Impianto Fv - Campo A (baricentro area)	37.918862° °	13.338067°	638m
Impianto Fv - Campo B (baricentro area)	37.944308°	13.350254°	676m
Cabina di campo	37.922013°°	13.340170°°	636m
SSE 220/36 kV	37,9021	13,2985	579 m

Tabella 1 Coordinate assolute parco FV e SSE

3. Calcolo della produzione

3.1 Regime di “insolazione” del sito

La produzione di energia elettrica dell'impianto agrovoltaiico, che è affidata al sottosistema base costituente l'impianto e cioè la cella fotovoltaica, la quale, sfruttando l'effetto fotovoltaico, è direttamente proporzionale alla radiazione solare incidente.

Pertanto, risulta essenziale la valutazione della radiazione solare in relazione al sito.

Preliminarmente si è consultato dati dell'archivio RADSAF, potendo verificare che, così come risulta dalla Figura 3, sulla regione Sicilia l'irraggiamento di riferimento della regione è compreso nell'intervallo tra 1600 kWh/m² e 1800 kWh/m².

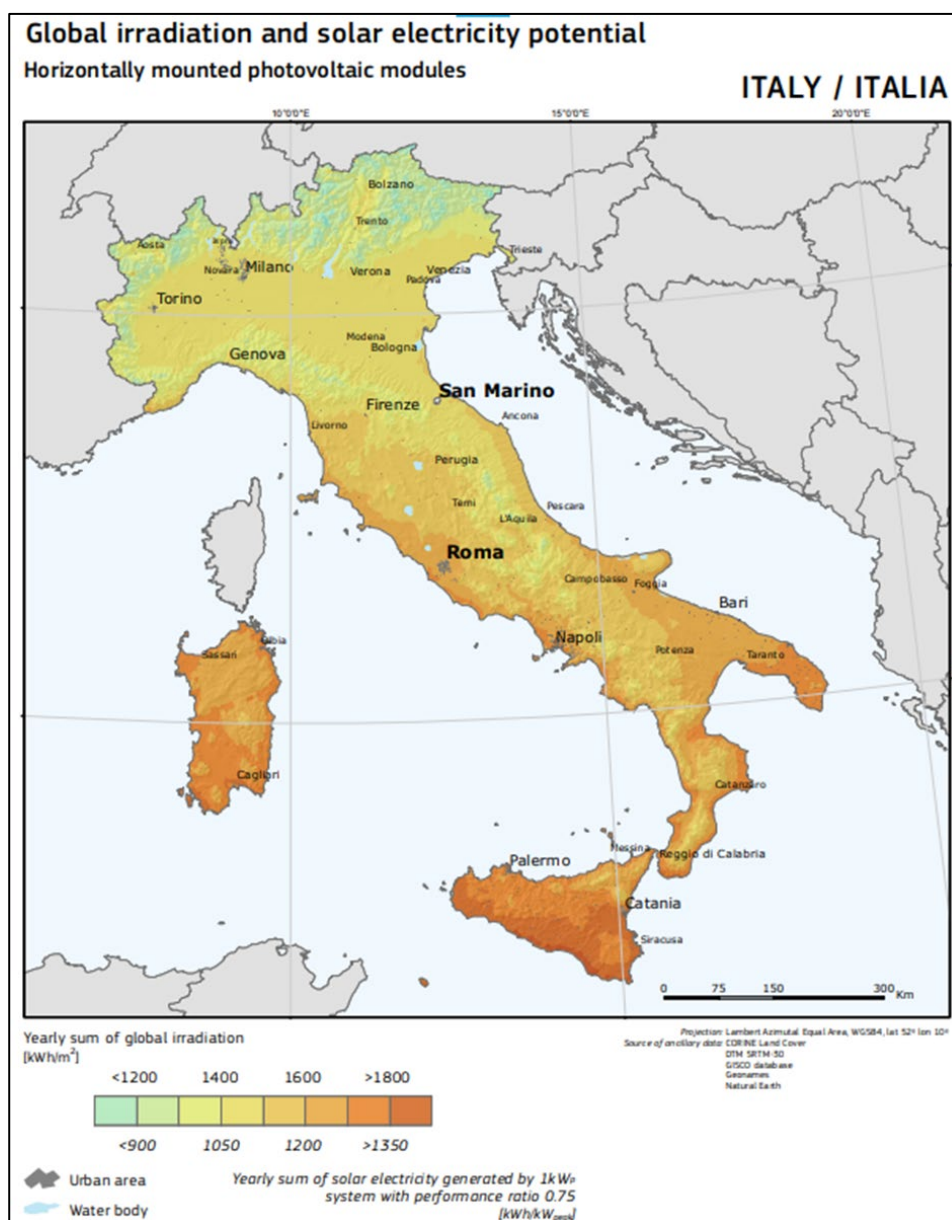


Figura 3 Irraggiamento globale e potenziale fotovoltaico

Per quanto riguarda il calcolo dei valori di radiazione solare locale, questi sono stati ottenuti tramite il plugin UMEP e in particolare il modello SEBE, disponibile per il software QGIS, che, facendo uso dei dati meteo provenienti da ERA5 e del modello digitale del terreno (DTM) fornisce dei valori di irraggiamento sufficientemente precisi. I valori calcolati rappresentano la radiazione globale annuale proiettata sul piano orizzontale, in kWh/m²/anno, intesa come somma della componente diretta e diffusa della radiazione solare.

Equazione 1 Radiazione solare globale

$$G = I \sin (\eta) + G_d$$

Dove:

- G = radiazione solare globale, [kWh/m²/anno].
- I = radiazione solare diretta, [kWh/m²/anno].
- G_d = radiazione solare diffusa, [kWh/m²/anno].
- η = angolo di elevazione solare [gradi].

Mentre il database meteorologico ERA5 fornisce la radiazione solare diretta, la componente diffusa della radiazione è stata calcolata per differenza da quella globale e diretta tramite la valutazione dell'angolo di elevazione solare per le date in esame.

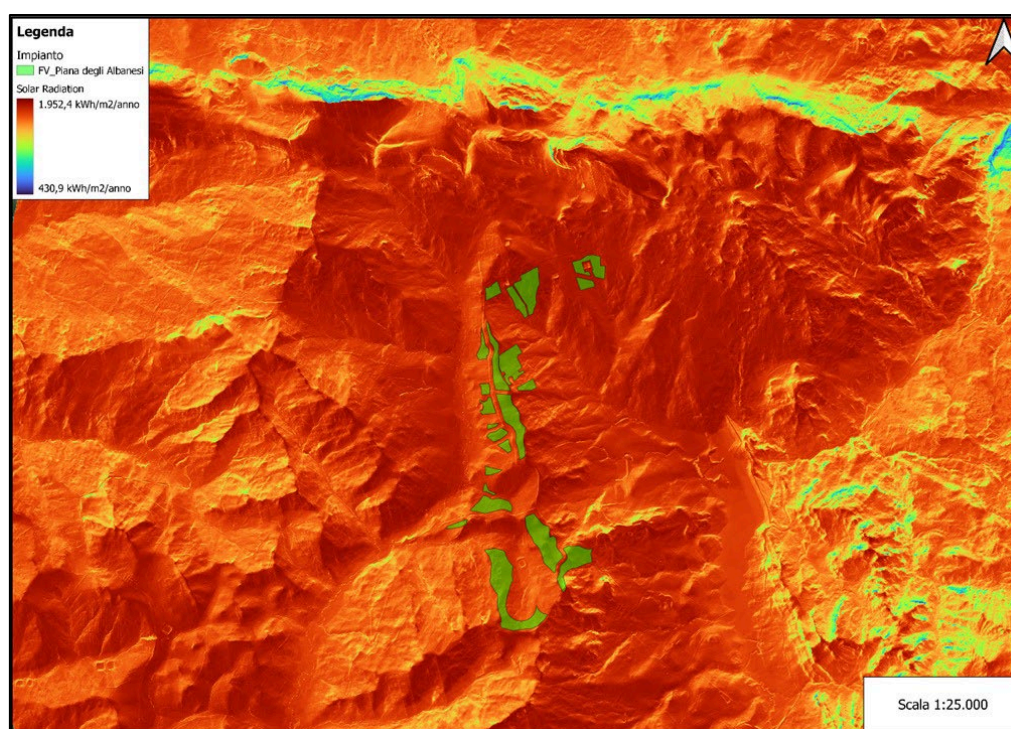


Figura 4 Radiazione solare

La radiazione globale nell'**Area di Impianto**, così come definita in Equazione 1 e rappresentata in Figura 4, presenta un valore di circa 1800kWh/m²/ anno, che è in linea con quanto atteso e ben al di sopra del limite inferiore di radiazione adottato nei criteri di progettazione.

3.2 Software utilizzato e principi di calcolo

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVsyst 7.4.5 del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

Come anticipato nel capitolo precedente, il calcolo della tensione di output del pannello, della corrente e della relativa potenza di uscita, si effettua considerando il pannello misurato in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C , secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Le caratteristiche tensione-corrente per ogni modulo vengono considerate, in uscita dallo stesso, secondo l'efficienza del pannello, in condizioni standard, pari a 21.10%.

I set di moduli sono collegati tra loro in serie, quindi mantenendo costante la tensione, chiaramente in BT in questa sezione di impianto, ed andranno a formare le stringhe.

Il software di calcolo, quindi, considera le tensioni e relative correnti di ogni SB nel collegamento con l'inverter di riferimento da cui, mediante trasformazione BT/AT si ottiene la potenza in uscita per ogni trasformatore in funzione del rapporto di rendimento dell'inverter.

Inoltre, è necessario evidenziare, in relazione al tipo di risorsa coinvolta, che esistono e vengono considerati come fattori di perdita di potenza, l'ombreggiamento dovuto alla natura orografica del paesaggio, così come rappresentato in Figura 7 .

Il dimensionamento della potenza di targa effettuato in STC normate da CEI EN 904/1-2-3 è necessario per poter uniformare la progettazione in relazione al fatto che l'effetto fotovoltaico, traduzione su materiali cristallini dell'effetto fotoelettrico, risente sostanzialmente delle variazioni di temperatura. In ultimo, il calcolo tiene in debita considerazione una stima del degrado del pannello dovuto alla sedimentazione di polveri che concorrono mutualmente al decremento delle prestazioni in ragione non sono di una limitazione della superficie assorbente, ma anche, soprattutto, ad un innalzamento della temperatura.

Parallelamente esistono fattori di incremento dell'efficienza del modulo, come ad esempio l'albedo, ovvero la capacità del terreno di riflettere la radiazione solare, calcolato anch'esso in funzione della stazione meteorologica a cui si fa riferimento e le perdite di sistema. Nel seguito si riportano in forma tabellare i valori percentuali degli incrementi e delle perdite utilizzati dal calcolo.

Il calcolo per la stima della producibilità è stato effettuato a partire del modello in 3d attraverso il software di modellazione CAD PVcase che ha riportato sul terreno tutti gli elementi che compongono il layout; l'algoritmo proprietario del software tiene conto di un'analisi delle pendenze e autonomamente sceglie la distanza corretta al fine di evitare ombreggiamenti tra le file dei pannelli.

il modello ottenuto in 3d viene, quindi, successivamente importato nel software di simulazione PVsyst vers. 7.4.5. PVsyst è un software completo per lo studio di tale tipo di

impianti in quanto ha la possibilità di utilizzo automatico di tutte le informazioni necessarie per il calcolo della producibilità. Tali parametri sono:

- Database meteo
- Posizione geografica
- Dati meteorologici
- Pannelli già in commercio catalogati per produttore e modello
- Inverter già in commercio catalogati per produttore e modello
- Corretta configurazione pannello inverter
- Analisi della tabella degli ombreggiamenti

3.3 Radiazione solare media annua in sito

I dati meteorologici utilizzati per la simulazione della producibilità dell'impianto in progetto sono stati tratti dal database internazionale PVGIS api TMY. Tali dati sono specifici del luogo geografico che in questo caso è il comune di Piana degli Albanesi (PA) (precisamente il Bivio Lupotto). Si precisa che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica della stima di radiazione solare per il sito. In particolare, sono stati utilizzati i dati del database PVGIS api TMY 5.2, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Si riportano di seguito la tabella della variabilità meteorologica:

	Irraggiamento orizzontale globale	Irraggiamento diffuso orizz.	Temperatura	Velocità del vento	Umidità relativa
	kWh/m ² /mese	kWh/m ² /mese	°C	m/s	%
Gennaio	70.6	34.8	10.2	2.86	82.8
Febbraio	78.1	40.2	8.3	2.56	82.5
Marzo	119.1	58.5	11.6	3.04	79.3
Aprile	175.5	61.0	15.6	2.26	69.3
Maggio	223.5	67.0	17.8	2.53	61.8
Giugno	228.2	64.2	25.2	1.99	50.9
Luglio	251.5	58.9	26.4	2.15	46.6
Agosto	227.5	53.7	25.9	2.11	55.1
Settembre	139.7	55.7	20.3	2.34	77.1
Ottobre	122.8	46.3	17.3	2.24	75.7
Novembre	79.4	34.3	14.5	2.45	84.1
Dicembre	66.0	31.1	9.5	2.91	81.3
Anno	1781.9	605.7	16.9	2.5	70.5

Figura 5 Meteo mensile

Di seguito si riporta la Tabella 2 con i valori medi dell'insolazione mensile e annuale in loco.

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	30.92	8.44	127.3	113.3	9528050	9390864	0.867
February	71.2	39.83	6.53	93.9	86.0	7282366	7175886	0.898
March	122.3	56.16	9.10	146.5	137.5	11298551	11133034	0.893
April	173.3	67.57	14.31	187.2	176.4	14096395	13887349	0.872
May	224.0	70.53	17.39	221.2	208.3	16497198	16253829	0.863
June	225.1	69.20	22.41	213.8	201.1	15757927	15527464	0.854
July	242.6	66.93	24.45	234.0	220.3	17200869	16951208	0.851
August	228.2	55.93	26.22	239.9	227.0	17471879	17217249	0.844
September	147.6	58.04	21.72	171.1	161.2	12749215	12564508	0.863
October	117.0	50.89	15.67	154.6	144.6	11798746	11629465	0.884
November	82.8	34.40	12.94	124.9	113.3	9374659	9239852	0.869
December	57.7	32.49	7.69	88.2	76.0	6477728	6384844	0.851
Year	1771.4	632.89	15.62	2002.5	1865.0	149533584	147355551	0.865

Legends

GlobHor

Global horizontal irradiation

DiffHor

Horizontal diffuse irradiation

T_Amb

Ambient Temperature

GlobInc

Global incident in coll. plane

GlobEff

Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray

Effective energy at the output of the array

E_Grid

Energy injected into grid

PR

Performance Ratio

Tabella 2 Valori medi insolazione mensile

La tabella mostra che l'energia solare raccolta in media dal piano incidente dei moduli Fotovoltaici è di 1771.4 kWh/m2 anno.

Il software inoltre, attraverso il layout 3d dell'impianto (Figura 6) riesce a creare un digramma iso-ombre (Figura 7) che restituisce un immagine in sezione del percorso del sole ed evidenzia sia momenti in cui il parco fotovoltaico gode di un ottimo irraggiamento sia gli intervalli di ombreggiamento dovuti sia alla geomorfologia del sito il esame che dalla localizzazione del sole in specifici momenti dell'anno.

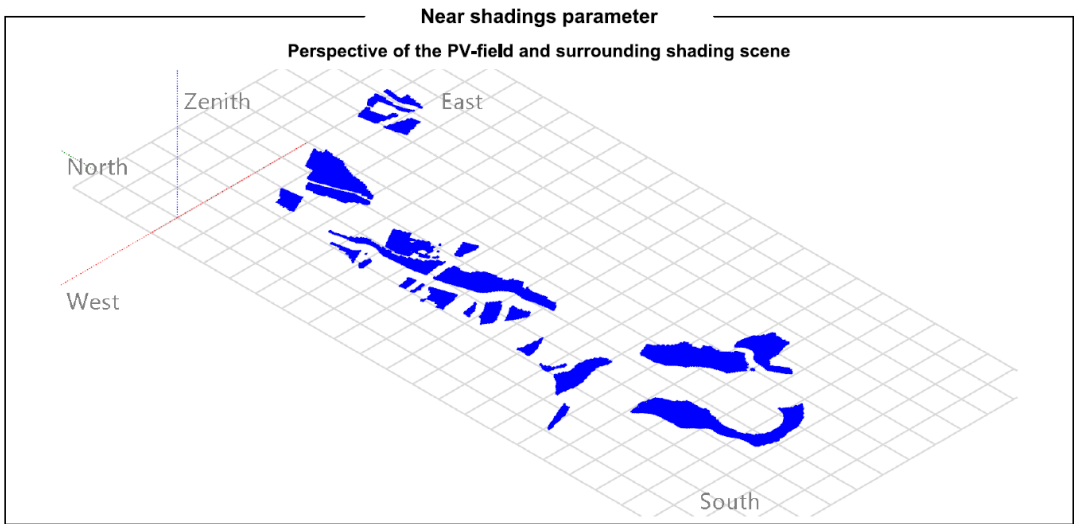


Figura 6: Layout 3d

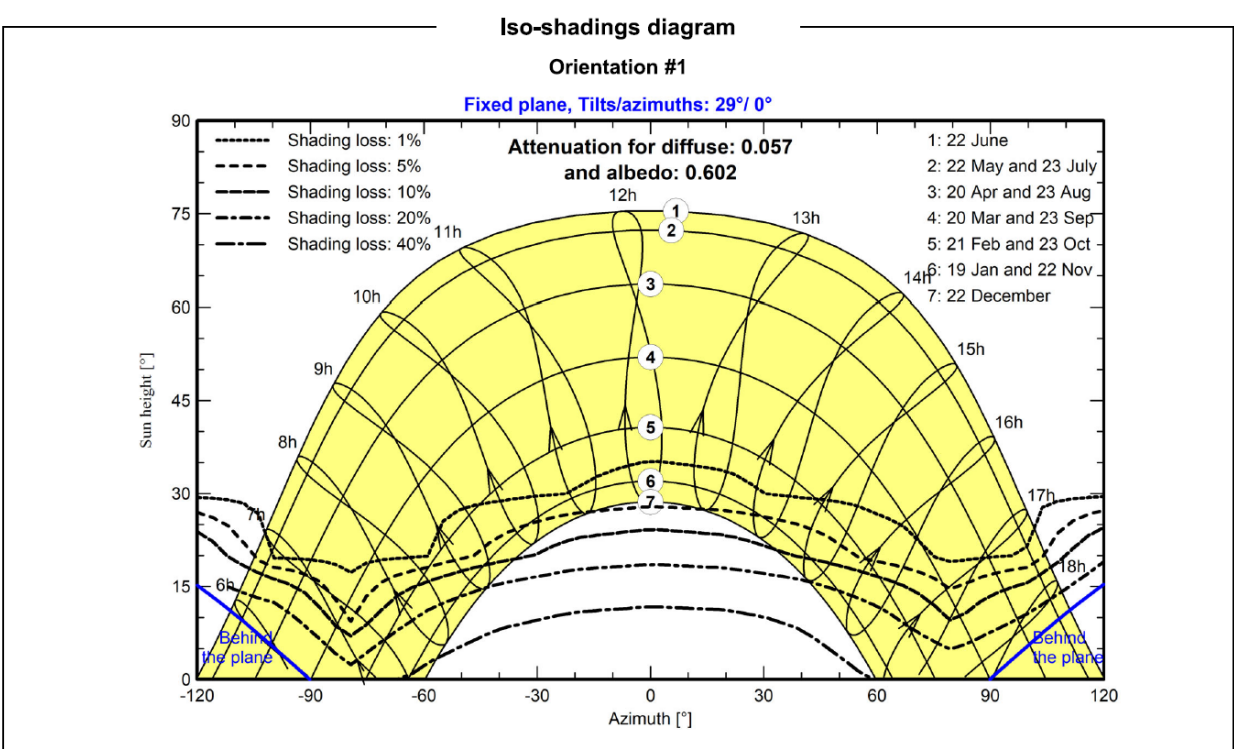


Figura 7 Diagramma iso-ombre

3.4 calcolo della producibilità'

I risultati elaborati quindi si dividono in producibilità del sistema, restituita sia come produzione media annua, 147.355,51 MWh/anno, che in un diagramma a barre a cadenza mensile che evidenzia la produzione nomalizzata [kWh/kWp/day] confrontata alle perdite del sistema.

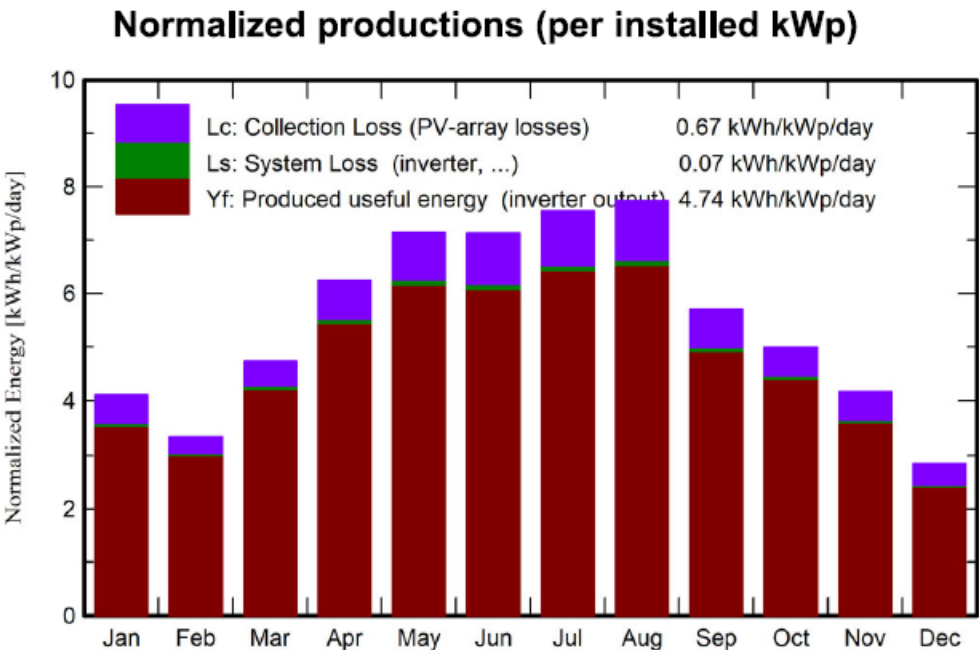


Figura 8 Produzione normalizzata

Il Software definisce, inoltre, l'indice di rendimento dell'impianto fotovoltaico che viene calcolato come rapporto tra annua e la potenza di picco installata.

Si riporta in Figura 9, quindi, il grafico del rendimento specifico mensile:

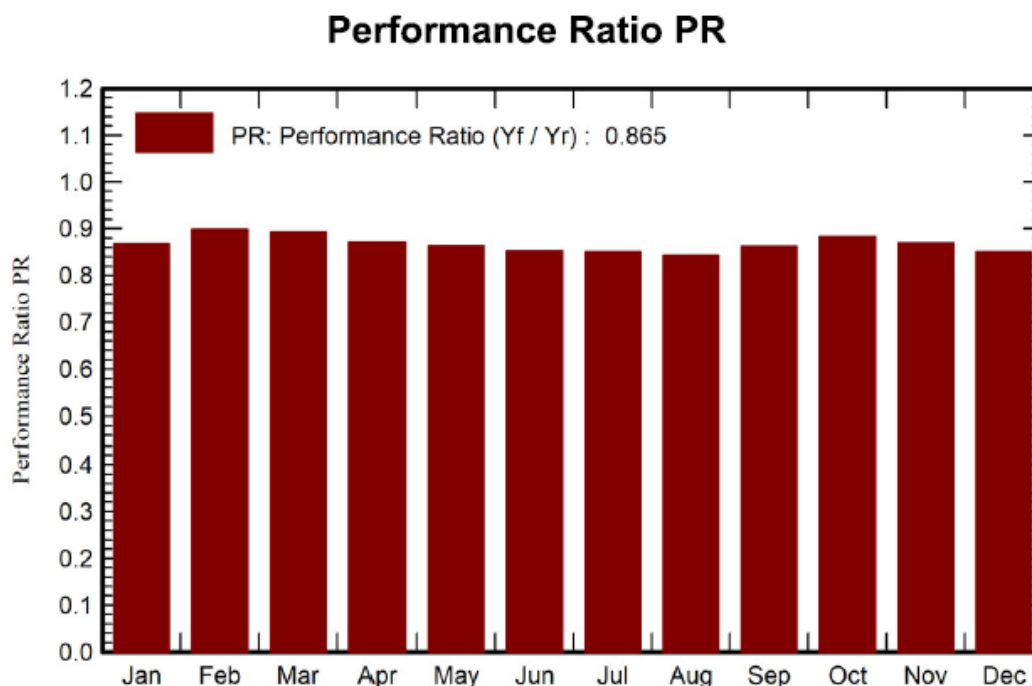


Figura 9 Indice di rendimento mensile

3.5 Perdite del sistema

Nel presente paragrafo si analizzano le perdite del sistema, illustrando i criteri di calcolo di ciascuna componente.

3.5.1 Perdite per ombreggiamento

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate, soprattutto di quelle invernali. Tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione definitiva risulta pari a -3.07% per le ombre vicine.

3.5.2 Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m² ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove: I = irraggiamento in W/m² η_n , l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m². Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito, e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -1,87%

3.5.3 Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regimi di temperatura di funzionamento: all'aumentare della temperatura le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza. Sulla base dei dati climatici aggiornati del e della curva del comportamento dei moduli scelti (in funzione della temperatura), si ottiene un valore di calcolo pari a -3.74%.

3.5.4 Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

La perdita per qualità del modulo tiene in considerazione la tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico; in particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva, in termini percentuali. La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura. Secondo il criterio di pesatura siffatto, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è risultato essere pari a +0,75% che si traduce dunque in un guadagno prestazionale.

3.5.5 Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Le perdite del generatore fotovoltaico dovute al "mismatch" sono perdite relative alla naturale disomogeneità delle prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ciascuna stringa fotovoltaica; il mismatch viene dunque a crearsi tra una stringa e l'altra.

La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale degli inverter, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, sono tutti elementi che concorrono a far sì che le prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra – tra loro differenti - risultino minimizzati. Il valore di perdita ottenuto dal calcolo effettuato è di un valore pari a -0.00%.

3.5.6 Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado dei moduli fotovoltaici è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. Generalmente l'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi mantenendo un degrado costante negli anni seguenti. La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio – pari al 98% - ed un decadimento annuo successivo massimo del 0,2% per il primo anno e 0,55% per i 25 anni successivi (decadimento lineare).

Nel software di calcolo PVSyst è stato inserito il corretto modello del modulo, con la curva di decadimento appena descritta. Si considera quindi il valore medio di perdita pari a - 0,5%.

3.5.7 Perdite ohmiche di cablaggio

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici oltreché al loro cablaggio. Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie inoltre all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è risultato esser pari a -1,13%.

3.5.8 Perdite inverter in funzione

Le perdite dell'inverter sono dovute alla curva di efficienza degli stessi la quale dipende a sua volta dalla potenza in uscita e quindi - in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico - dal progetto della macchina. La stima è funzione del tipo di convertitore utilizzato, della marca e dello schema di trasformazione. Secondo i calcoli effettuati sulle perdite di rete - con il software PVSyst - imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter di progetto, le perdite calcolate sono risultate esser pari a -1,43%.

3.5.9 Diagramma riepilogativo delle perdite

Il Software infine presenta - nel report finale - un diagramma dettagliato delle perdite; tale diagramma risulta utile nella valutazione conclusiva di un lavoro di simulazione in quanto funzionale all'extrapolazione delle informazioni su quali fattori siano più significativi nella produzione e nella perdita di energia. Il diagramma finale prodotto per il progetto in esame viene riportato di seguito

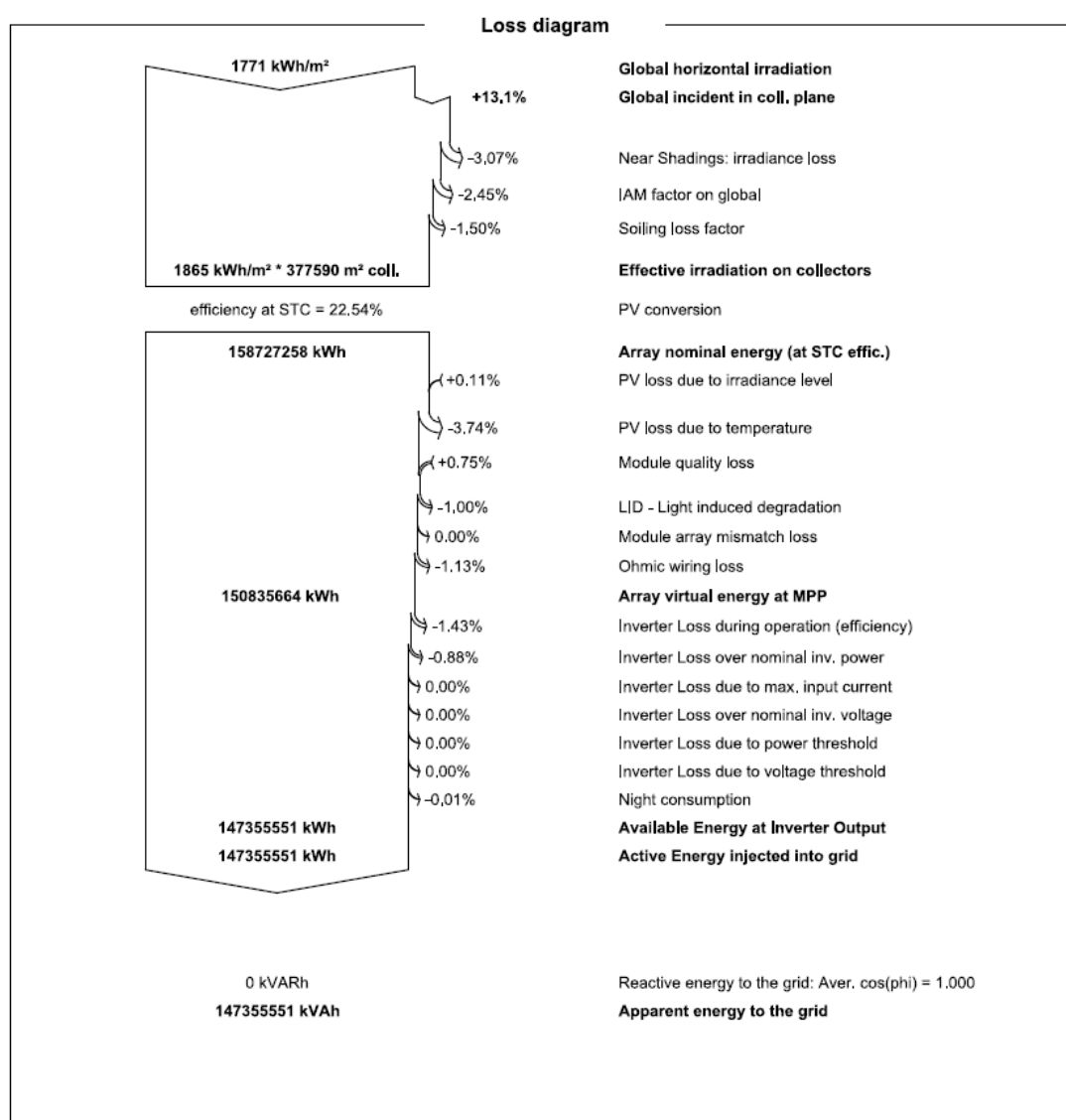


Figura 10 Diagramma delle perdite

3.6 Conclusione

Da quanto sin qui riportato e come è possibile evincersi dai tabulati di calcolo allegati, che l'impianto agrovoltaiico "Piana degli Albanesi" oggetto della presente sarà in grado di produrre ed immettere energia elettrica pari a 147,36 GWh/anno ed un rapporto di prestazione pari ad 86,47%, così come è possibile evincersi dalla Figura 11 di seguito riportata

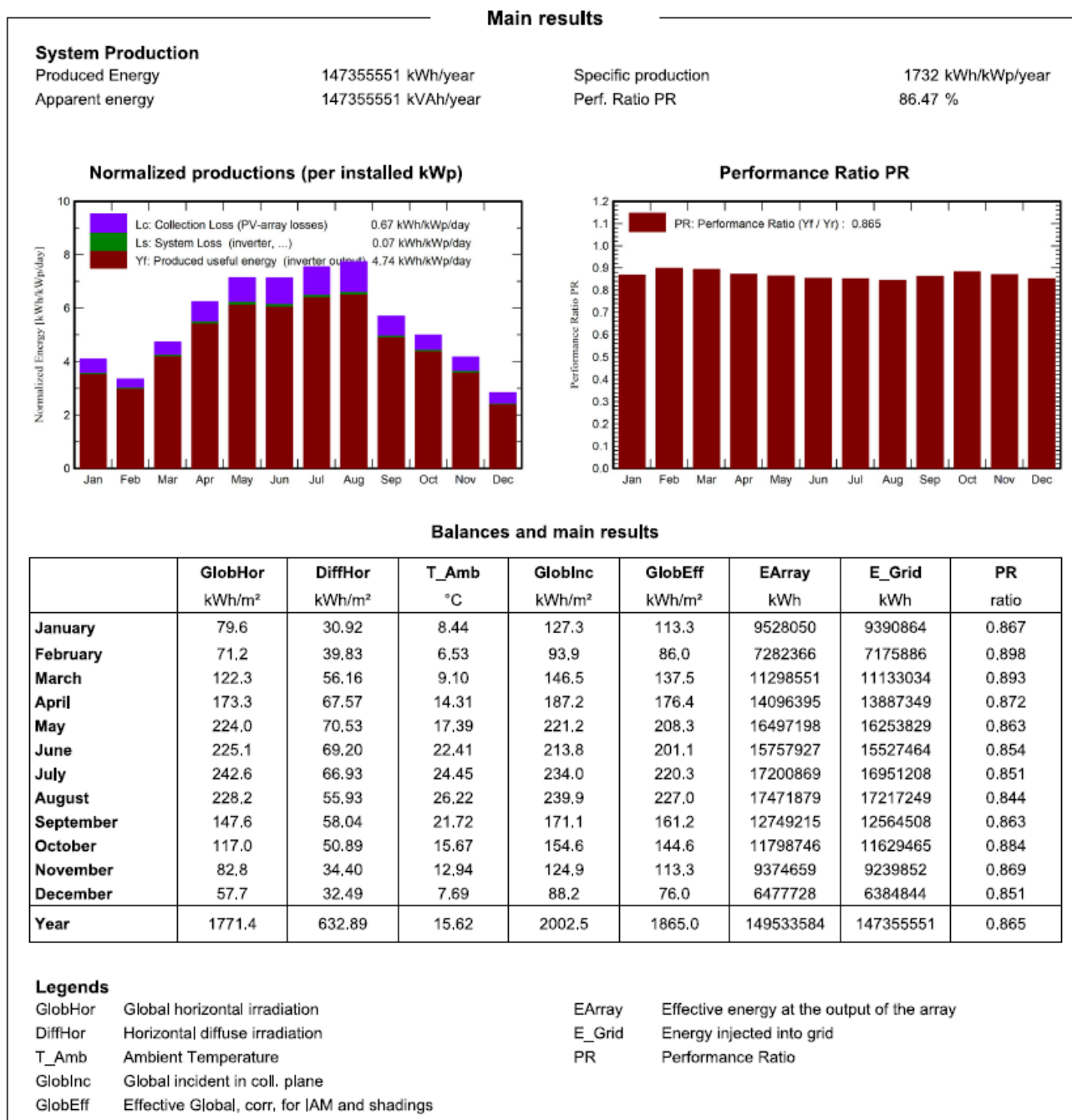


Figura 11 Riepilogo dati di producibilità

Tale produzione di energia da fonte rinnovabile contribuisce, quindi, a evitare l'immissione di circa 1.472.903,4 ton di CO2 per l'intero ciclo vita dell'impianto¹, stimato in circa 30 anni e quindi con una media annuale di 49.096,78 tCO2/anno, così come è possibile evincere dalla Figura 12

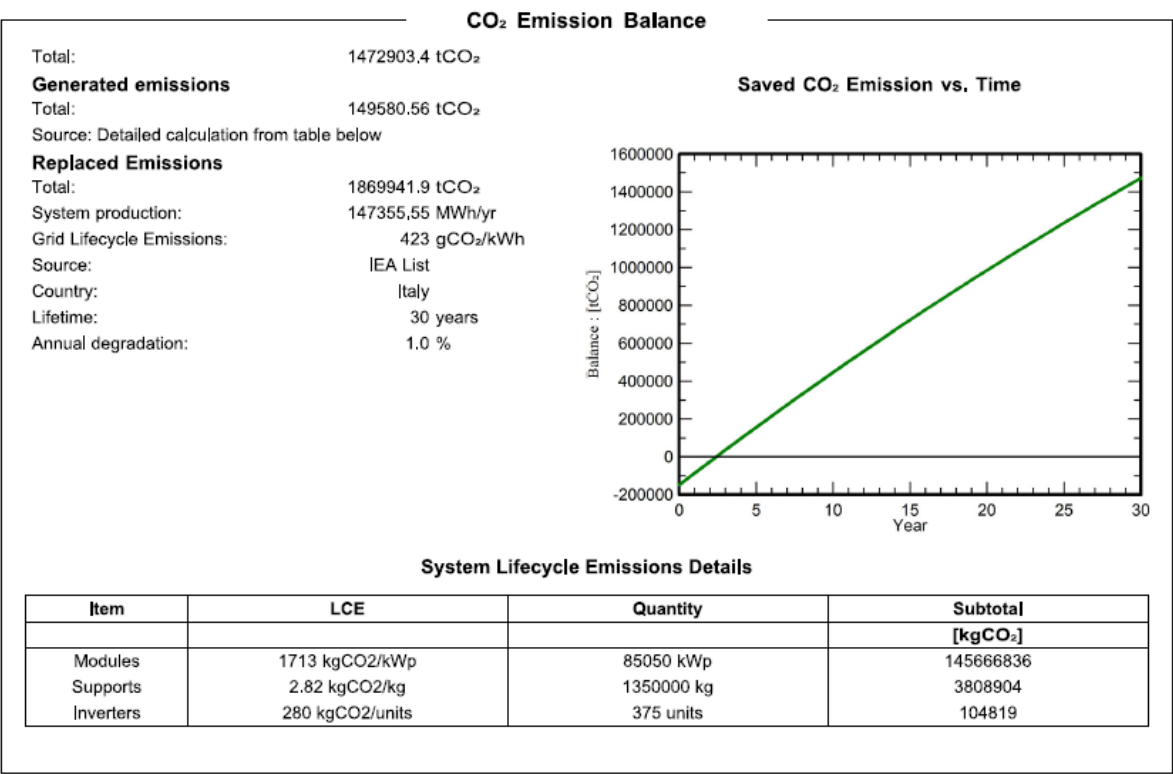


Figura 12 Bilancio emissioni CO₂

¹ Fattore di emissione di CO₂ da produzione termoelettrica lorda (CO₂/kWh) per il 2020 pari a 423,1 CO₂/kWh.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Progetto Piana degli Albanesi PVGIS

Variant: Nuova variante di simulazione

Ground system (tables) on a hill

System power: 85.10 MWp

Bivio Lupotto - Italy

Autore

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)



Project: Progetto Piana degli Albanesi PVGIS

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
17/12/23 12:28
with v7.4.5

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Project summary

Geographical Site

Bivio Lupotto
Italy

Situation

Latitude 37.92 °N
Longitude 13.34 °E
Altitude 613 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Bivio Lupotto
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 28.6 / -0.2 °

Ground system (tables) on a hill

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 135080 units
Pnom total 85.10 MWp

Inverters

Nb. of units 25 units
Pnom total 75.00 MWac
Pnom ratio 1.135

Results summary

Produced Energy	147355551 kWh/year	Specific production	1732 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.47 %
Apparent energy	147355551 kVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	9
Main results	10
Loss diagram	11
Predef. graphs	12
CO ₂ Emission Balance	13



Project: Progetto Piana degli Albanesi PVGIS

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
17/12/23 12:28
with v7.4.5

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 28.6 / -0.2 °

Horizon

Free Horizon

Grid injection point

Power factor

Cos(phi) (lagging) 1.000

Ground system (tables) on a hill

Sheds configuration

Nb. of sheds 1938 units
Sizes
Sheds spacing 10.1 m
Collector width 4.98 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 49.5 %

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Jinkosolar
Model JKM630N-78HL4-BDV
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 630 Wp
Number of PV modules 98340 units
Nominal (STC) 61.95 MWp

Array #1 - CTA 01

Number of PV modules 6600 units
Nominal (STC) 4158 kWp
Modules 300 string x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3856 kWp
U mpp 937 V
I mpp 4117 A

Array #2 - Sottocampo #2

Number of PV modules 6600 units
Nominal (STC) 4158 kWp
Modules 300 string x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3856 kWp
U mpp 937 V
I mpp 4117 A

Array #3 - Sottocampo #3

Number of PV modules 6600 units
Nominal (STC) 4158 kWp
Modules 300 string x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3856 kWp
U mpp 937 V
I mpp 4117 A

Inverter

Manufacturer Siemens
Model Sinacon PV4000
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 4000 kWac
Number of inverters 14 units
Total power 56000 kWac

Number of inverters 1 unit
Total power 4000 kWac

Operating voltage 802-1500 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.04
Power sharing within this inverter

Number of inverters 1 unit
Total power 4000 kWac

Operating voltage 802-1500 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.04
Power sharing within this inverter

Number of inverters 1 unit
Total power 4000 kWac

Operating voltage 802-1500 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.04
Power sharing within this inverter



PV Array Characteristics

Array #4 - Sottocampo #4

Number of PV modules	6600 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4158 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	300 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	3856 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.04
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4117 A		

Array #5 - Sottocampo #5

Number of PV modules	6600 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4158 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	300 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	3856 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.04
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4117 A		

Array #7 - Sottocampo #7

Number of PV modules	7700 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4851 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	350 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4499 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4803 A		

Array #10 - Sottocampo #10

Number of PV modules	7700 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4851 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	350 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4499 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4803 A		

Array #12 - Sottocampo CTB01

Number of PV modules	7700 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4851 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	350 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4499 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4803 A		

Array #14 - Sottocampo #14

Number of PV modules	6930 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4366 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	315 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4049 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.09
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4322 A		



PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
17/12/23 12:28
with v7.4.5

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

PV Array Characteristics

Array #15 - Sottocampo #15

Number of PV modules	6930 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4366 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	315 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4049 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.09
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4322 A		

Array #18 - Sottocampo #18

Number of PV modules	7040 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4435 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	320 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4113 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4391 A		

Array #19 - Sottocampo #19

Number of PV modules	7040 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4435 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	320 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4113 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4391 A		

Array #20 - Sottocampo #20

Number of PV modules	7040 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4435 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	320 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4113 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4391 A		

Array #25 - Sottocampo #25

Number of PV modules	7260 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4574 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	330 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	4242 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4528 A		

PV module

Manufacturer	Jinkosolar
Model	JKM630N-78HL4-BDV
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	630 Wp
Number of PV modules	30800 units
Nominal (STC)	19.40 MWp

Inverter

Manufacturer	Siemens
Model	Sinacon PV2000
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	2000 kWac
Number of inverters	8 units
Total power	16000 kWac



PV Array Characteristics

Array #6 - Sottocampo #6

Number of PV modules	3300 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2079 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	150 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	1928 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.04
U mpp	937 V		
I mpp	2058 A		

Array #8 - Sottocampo #8

Number of PV modules	4180 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2633 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	190 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	2442 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.32
U mpp	937 V		
I mpp	2607 A		

Array #9 - Sottocampo #9

Number of PV modules	4180 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2633 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	190 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	2442 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.32
U mpp	937 V		
I mpp	2607 A		

Array #16 - Sottocampo #16

Number of PV modules	3630 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2287 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	165 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	2121 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
U mpp	937 V		
I mpp	2264 A		

Array #17 - Sottocampo #17

Number of PV modules	3300 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2079 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	150 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	1928 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.04
U mpp	937 V		
I mpp	2058 A		

Array #21 - Sottocampo #21

Number of PV modules	4070 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2564 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	185 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	2378 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.28
U mpp	937 V		
I mpp	2539 A		



PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
17/12/23 12:28
with v7.4.5

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

PV Array Characteristics

Array #23 - Sottocampo #23

Number of PV modules	4070 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2564 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	185 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	2378 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.28
U mpp	937 V		
I mpp	2539 A		

Array #24 - Sottocampo #24

Number of PV modules	4070 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2564 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	185 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	2378 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.28
U mpp	937 V		
I mpp	2539 A		

PV module

Manufacturer	Jinkosolar
Model	JKM630N-78HL4-BDV
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	630 Wp
Number of PV modules	5940 units
Nominal (STC)	3742 kWp

Inverter

Manufacturer	Siemens
Model	Sinacon PV1000
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	1000 kWac
Number of inverters	3 units
Total power	3000 kWac

Array #11 - Sottocampo #11

Number of PV modules	1980 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1247 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	90 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	1157 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
U mpp	937 V		
I mpp	1235 A		

Array #13 - Sottocampo #13

Number of PV modules	1980 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1247 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	90 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	1157 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
U mpp	937 V		
I mpp	1235 A		

Array #22 - Sottocampo #22

Number of PV modules	1980 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1247 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	90 string x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	802-1500 V
Pmpp	1157 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
U mpp	937 V		
I mpp	1235 A		

Total PV power

Nominal (STC)	85100 kWp
Total	135080 modules
Module area	377590 m²

Total inverter power

Total power	75000 kWac
Number of inverters	25 units
Pnom ratio	1.13



PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
17/12/23 12:28
with v7.4.5

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 0.0 % at MPP

IAM loss factor

ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cos θ - 1)

bo Param. 0.05

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.18 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - CTA 01

Global array res. 3.7 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 3.7 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Sottocampo #5

Global array res. 3.7 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Sottocampo #7

Global array res. 3.2 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Sottocampo #9

Global array res. 5.8 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #11 - Sottocampo #11

Global array res. 12 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #13 - Sottocampo #13

Global array res. 12 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #15 - Sottocampo #15

Global array res. 3.5 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #17 - Sottocampo #17

Global array res. 7.4 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #19 - Sottocampo #19

Global array res. 3.5 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #21 - Sottocampo #21

Global array res. 6.0 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #23 - Sottocampo #23

Global array res. 6.0 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #25 - Sottocampo #25

Global array res. 3.4 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 3.7 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 3.7 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Sottocampo #6

Global array res. 7.4 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Sottocampo #8

Global array res. 5.8 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - Sottocampo #10

Global array res. 3.2 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - Sottocampo CTB01

Global array res. 3.2 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #14 - Sottocampo #14

Global array res. 3.5 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #16 - Sottocampo #16

Global array res. 6.7 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #18 - Sottocampo #18

Global array res. 3.5 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #20 - Sottocampo #20

Global array res. 3.5 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #22 - Sottocampo #22

Global array res. 12 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #24 - Sottocampo #24

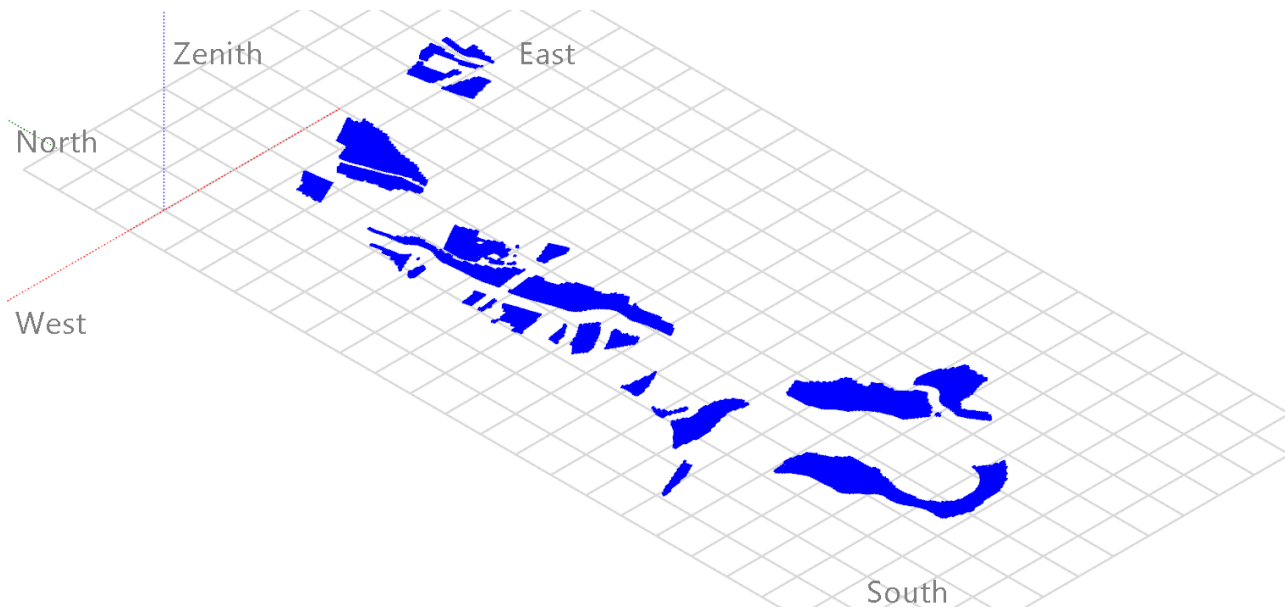
Global array res. 6.0 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC



Near shadings parameter

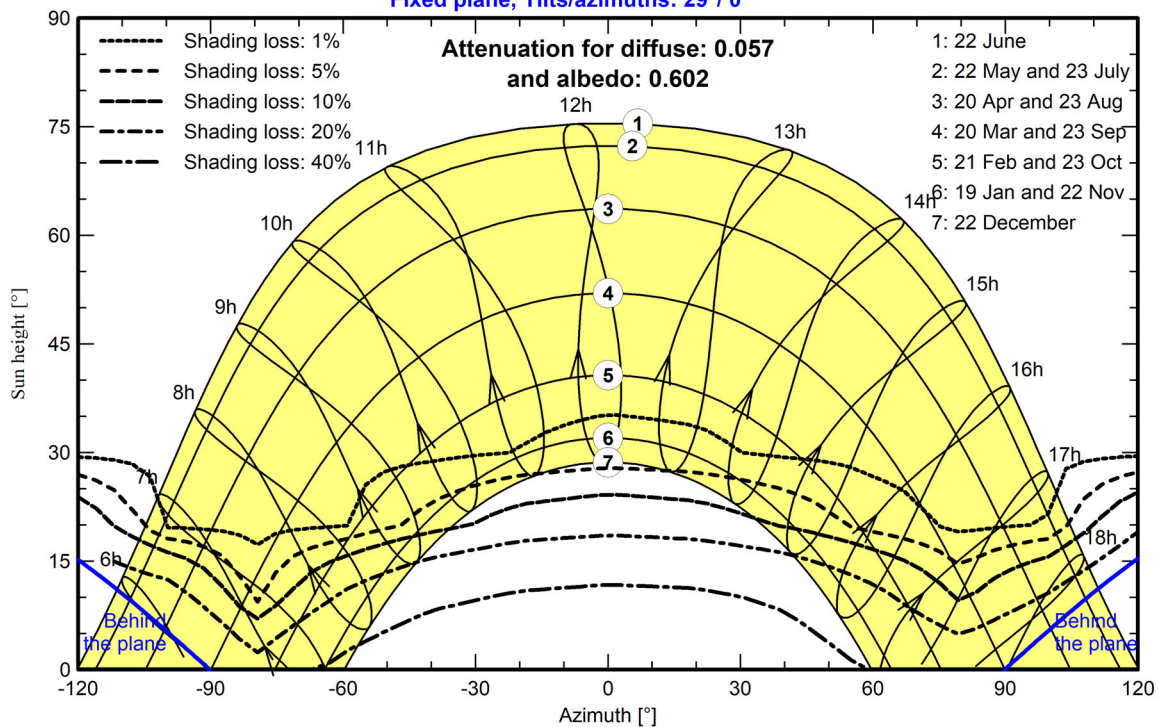
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 29°/ 0°





Project: Progetto Piana degli Albanesi PVGIS

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
17/12/23 12:28
with v7.4.5

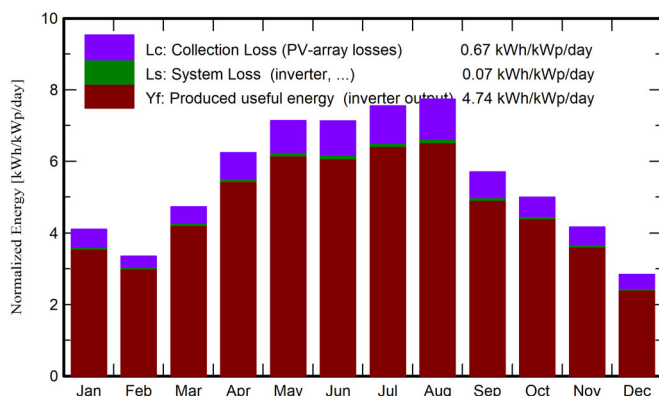
Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Main results

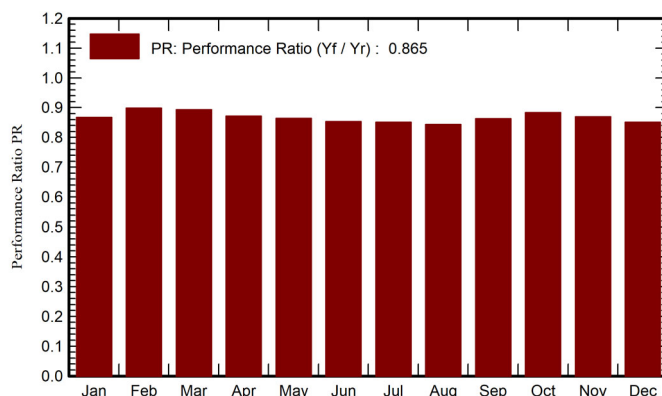
System Production

Produced Energy	147355551 kWh/year	Specific production	1732 kWh/kWp/year
Apparent energy	147355551 kVAh/year	Perf. Ratio PR	86.47 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

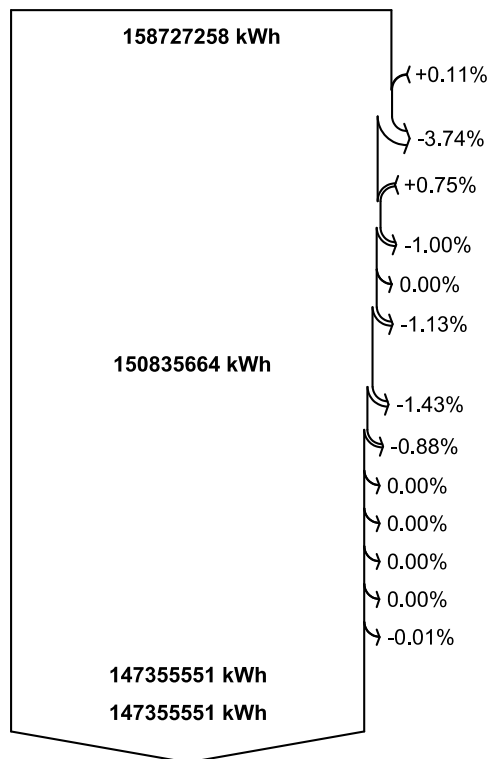
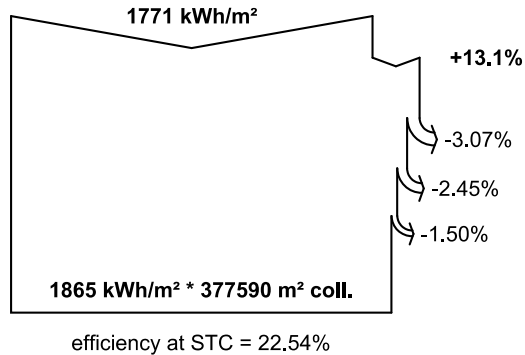
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	79.6	30.92	8.44	127.3	113.3	9528050	9390864	0.867
February	71.2	39.83	6.53	93.9	86.0	7282366	7175886	0.898
March	122.3	56.16	9.10	146.5	137.5	11298551	11133034	0.893
April	173.3	67.57	14.31	187.2	176.4	14096395	13887349	0.872
May	224.0	70.53	17.39	221.2	208.3	16497198	16253829	0.863
June	225.1	69.20	22.41	213.8	201.1	15757927	15527464	0.854
July	242.6	66.93	24.45	234.0	220.3	17200869	16951208	0.851
August	228.2	55.93	26.22	239.9	227.0	17471879	17217249	0.844
September	147.6	58.04	21.72	171.1	161.2	12749215	12564508	0.863
October	117.0	50.89	15.67	154.6	144.6	11798746	11629465	0.884
November	82.8	34.40	12.94	124.9	113.3	9374659	9239852	0.869
December	57.7	32.49	7.69	88.2	76.0	6477728	6384844	0.851
Year	1771.4	632.89	15.62	2002.5	1865.0	149533584	147355551	0.865

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Loss diagram



0 kVARh
147355551 kVAh

Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Active Energy injected into grid

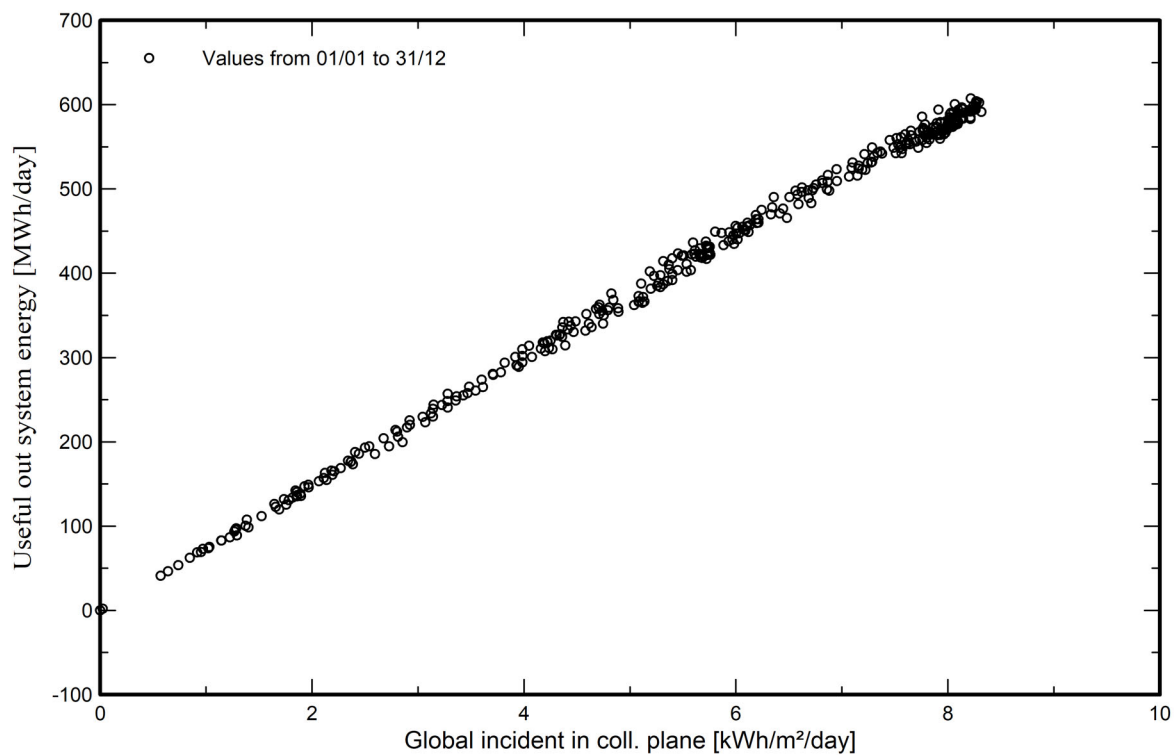
Reactive energy to the grid: Aver. cos(phi) = 1.000

Apparent energy to the grid

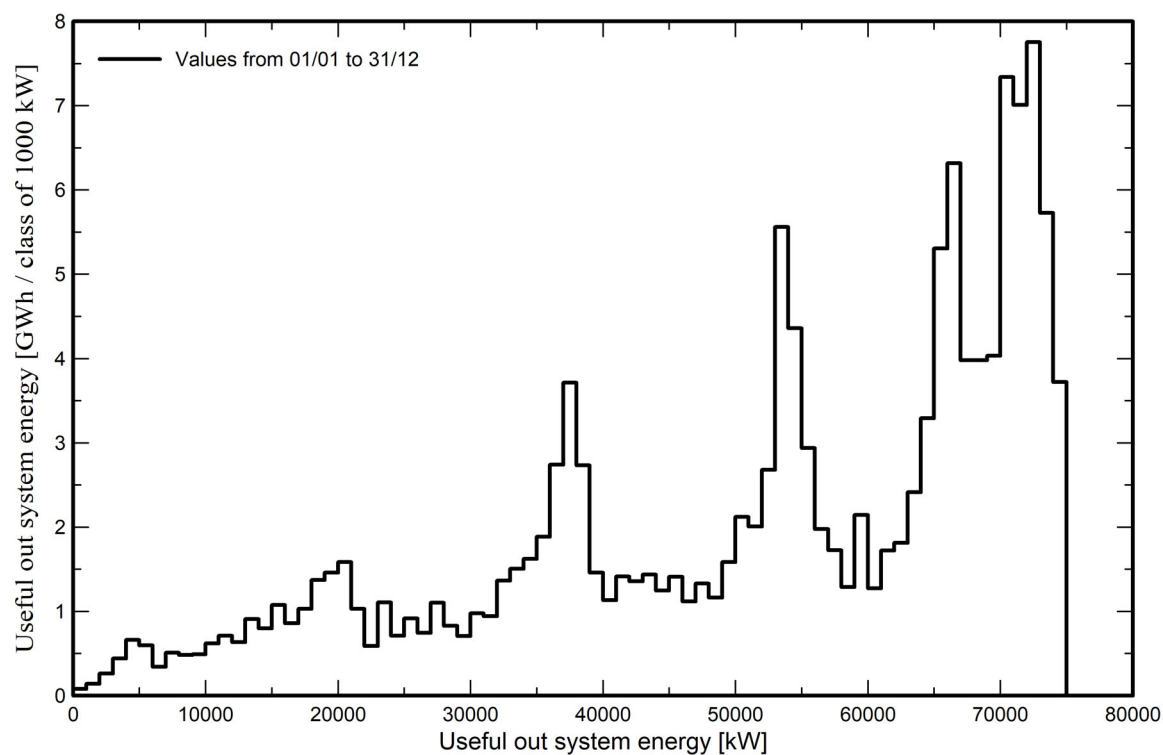


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





CO₂ Emission Balance

Total: 1472903.4 tCO₂

Generated emissions

Total: 149580.56 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 1869941.9 tCO₂

System production: 147355.55 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

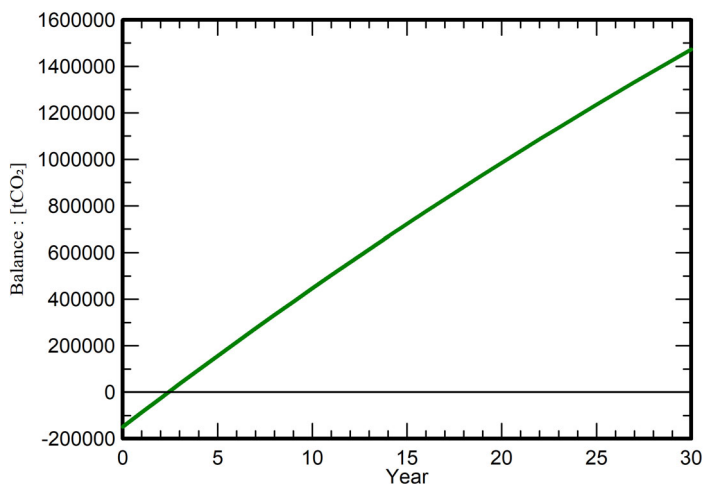
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	85050 kWp	145666836
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	1350000 kg	3808904
Inverters	280 kgCO ₂ /units	375 units	104819